Comentários da Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. à proposta de alteração regulamentar apresentada pela ERSE em Maio de 2011

Funchal, 15 de Junho de 2011

Índice

1. Introdução

No seguimento da proposta de Alteração dos Regulamentos Tarifário (RT), das Relações Comerciais (RRC) e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), do Sector Eléctrico, apresentada pela ERSE, vimos apresentar os nossos comentários e sugestões sobre os mesmos.

2. Regulamento Tarifário

2.1 Tarifas de venda a clientes finais na RAM

Neste sub capítulo apresentamos todos os comentários relativos às alterações propostas ao nível das tarifas a clientes finais inseridas nos regulamentos em revisão.

2.1.1 Tarifas de acesso às redes

A EEM não se opõe à introdução de tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* (CPP). No entanto, a sua eventual aplicação no sistema eléctrico regional deverá ter em conta os seguintes aspectos:

- O universo reduzido de clientes abrangidos (refira-se o carácter voluntário da instalação de sistemas de telecontagem nas regiões autónomas para a BTE, conforme previsto no RRC);
- O nível de adesão expectável e o impacte na potência de ponta;
- A diferenciação da nova tarifa face às existentes aplicáveis;
- A complexidade e o custo de operacionalização desta tarifa;
- Sendo o abastecimento de energia eléctrica um serviço essencial, o planeamento do sistema electroprodutor tem, naturalmente, em conta a satisfação da procura. No caso particular das ilhas da RAM, com sistemas de reduzida dimensão e isolados, o sistema eléctrico vem sendo dimensionado para fazer face às pontas, não se prevendo períodos críticos expressivos ao longo do ano;
- A implementação deste tipo de tarifa requer a realização de uma análise, recorrendo ou não a uma entidade externa, por forma a avaliar as vantagens e desvantagens da aplicação da referida tarifa.

A EEM está disponível para colaborar e fornecer a informação necessária à análise atrás referida.

2.1.2 Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental

<u>Definição comum de BTE e BTN em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas</u>

Comentário:

a) Existe na RAM 500 clientes BTN acima do escalão 41,40 kVA (escalões de 51,75 kVA e 62,10 kVA).

b) No caso de clientes com consumos de energia cuja intensidade não ultrapasse os 100 A (nos casos da alínea anterior a intensidade máxima é de 90 A), a EEM entende que a solução técnica (da perspectiva do operador de rede) é fácil e pacífica, sugerindo: substituição do conjunto contador/DCP por um único contador de ligação directa em tensões e correntes, de múltipla tarifa, com contagem de reactiva e dotados de indicador de potência (preço de mercado da ordem dos 150€).

c) Feita a simulação tarifária aos consumos dos clientes pertencentes aos escalões referidos no comentário na alínea a), pela aplicação da tarifa BTE, verificou-se que, relativamente aos preços, os clientes (da EEM) sairiam beneficiados em 8% (valor médio), embora não tendo em conta a eventual penalização da reactiva.

Sugestão:

A EEM não coloca qualquer entrave à harmonização do conceito de BTE e BTN em todo o território nacional, embora seja necessário definir um período para a aplicação do tarifário de reactiva a estes clientes.

Nova opção tarifária BTN≥20,70kVA com registo da máxima potência contratada

Comentários:

a) Não parece concordante que, por um lado, se pretenda uniformizar em todo o território nacional, os limites BTN/BTE e, por outro, se permita a introdução de BTE no "campo" do BTN (a partir de 20,70 kVA).

b) As justificações apresentadas para o efeito: "a energia é registada apenas em três períodos horários e a potência contratada é limitada em vez de medida", no BTN, enquanto que no BTE "a energia é registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva"; "…uma vez que não nos parece racional a eliminação desta possibilidade aos clientes na RAA, propõe-se a criação de uma nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo da potência máxima contratada em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas, com a energia registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva" levam-nos ao comentário da alínea seguinte.

c) A razão forte apresentada, verdadeira diferenciadora do BTN relativamente ao BTE, é o facto da "potência contratada ser limitada (no BTN) em vez de medida (como no BTE)" o que conduz à seguinte questão: se o modelo BTE se adapta melhor aos clientes, adentro dos escalões em causa, porque não passar o limite BTN/BTE para os 20,70kVA? Ou, melhor ainda, porque não utilizar o mesmo método para todo o universo BTN?

Sugestão: Na sequência das razões apresentadas, e por questões de uniformização, a EEM é de parecer que o limite BTN/BTE se mantenha nos 41,40 kVA, mas que se adopte o "conceito tarifário" do BTE a todo o universo BTN, conforme é tratado no capítulo 2.1.3.

2.1.3 Harmonização de escalões e opções tarifárias nacionais na BTN

Comentário:

a) A EEM concorda com a introdução de escalões intermédios, relativamente aos existentes, desde que seja confirmado o benefício para o cliente com tal medida.

b) Porém, caso tais escalões sejam limitados (por DCP), temos sérias reservas quanto ao benefício de tal alteração (em regra, os clientes não têm noção da potência que necessitam contratar, não reflectindo ela a realidade do cliente, que sai normalmente penalizado por esse motivo, para além dessa potência ser alterada pela aquisição/utilização de outros aparelhos), por razão dos seguintes dois efeitos:

c) Maior número de interrupções no fornecimento de energia eléctrica, sofridas pelo cliente por motivo de disparos do DCP, o que o confronta com a necessidade de alterar a potência contratada com mais frequência;

d) Maior número de intervenções do distribuidor nas instalações dos clientes, por razão das previsíveis reclamações/pedidos dos clientes atrás referidas, com os custos inerentes.

Sugestão: O problema, tal como referido no ponto sobre a nova opção tarifária BTN> 20,70 kVA com registo de máxima potência contratada, incluído no capítulo 2.1.2, reside no facto da potência contratada ser limitada, pelo que alterando-se este conceito, como se passa a dar conta, fica encontrada a solução para todo o universo BTN. Assim:

- A potência contratada, continuando a ser escalonada, deixaria de ser limitada, para efeitos tarifários (encargo de potência).
- DCP passaria a desempenhar, para além da limitação da intensidade de corrente do ramal, a função de "limitador da potência aparente" (interessando esta função para limitar a potência reactiva tomada) podendo, para o efeito, ser revisto o escalonamento de regulação deste aparelho.

- A potência tomada passaria, então, a ser "controlada" (em vez de limitada, como acontece presentemente no BTN, ou medida, à semelhança do BTE), através da energia activa registada no contador, e o seu encargo passaria a ser variável (em vez de fixo, como acontece actualmente no BTN).
- A determinação do encargo de potência far-se-ia por escalões de energia activa, como se refere no quadro seguinte, elaborado a partir dos valores de consumo de 2010, na RAM.

VENDA A CLIENTES FINAIS BTN							
Valor contratado		**Valor do consumo de cada cliente escalonado em 2010**				**Escalões de consumo**	
[kVA]	[A]	[kWh]/Ano	]kWh[/Mês	[€]/Ano	]€[/Mês	[kWh]	
1,15	5	73,60	6,13	6,60	0,55	10	
1,15	5	938,15	78,18	108,19	9,02	80	
3,45	15	1780,70	148,39	232,55	19,38	150	
4,60 (*)	20	-	-	-	-	165	
5,75 (*)	25	-	-	-	-	180	
6,90 (*)	30 + 3x10	2479,97	206,66	323,86	26,99	200	
10,35	3x15	4759,25	396,60	621,71	51,81	400	
13,80	3x20	5576,86	464,74	728,36	60,70	460	
17,25	3x25	8010,25	667,52	1 046,87	87,24	670	
20,70	3x30	9233,05	769,42	1 206,26	100,52	770	
27,60	3x40	22337,10	1861,42	3 069,05	255,75	1860	
34,50	3x50	29992,22	2499,35	4 109,37	342,45	2500	
41,40	3x60	36943,56	3078,63	5 145,11	428,76	3080	

(*) O consumo anual afecto a estes três escalões: 2479,97-1780,70=699,27 kWh (anual/cliente) ou 206,66-148,39=58,27 kWh (mensal/cliente).

- Escalonamento da potência seria efectuado de forma automática, a partir dos valores da energia consumida por software adequado (necessidade avaliar custos).
- Teria de ser objecto de estudo detalhado, entre outros pontos:
  - ✓ Uma penalização para o encargo de potência, quando o consumo de energia excedesse o máximo previsto para o escalão de consumo correspondente ao valor da potência do contrato, à semelhança, aliás, do que existe para o BTE (n.º 4 do artigo n.º 130.º do RRC);

- ✓ Uma compensação para o cliente, no encargo de potência, quando o consumo de energia fosse inferior ao escalão de consumo correspondente ao valor da potência do contrato;
- ✓ A implicação das médias de consumo, nos escalões de energia definidos, para a determinação do encargo de potência.

- ➢ Desenvolvimento/aplicação desta nova estrutura tarifária, que aproximaria os conceitos tarifários do BTN aos do BTE (um grande passo para a uniformização de todo o sistema tarifário) traria benefício evidente para os agentes da comercialização de energia eléctrica uma vez que:

  - ✓ Evitaria a substituição dos DCP;
  - ✓ Constituiria um incentivo à utilização racional da energia, já que a um menor consumo estaria associado um menor encargo de potência.

2.1.4 Extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas

A EEM não se opõe à extinção das opções tarifárias dependentes do uso, sendo que neste momento apenas existe um pequeno número de clientes que se espera transferir para a tarifa normal, antes do final do ano

2.1.5 Extinção da Tarifa de Venda a Clientes Finais em AT na Região Autónoma da Madeira

A EEM não se opõe à extinção da tarifa de venda a clientes finais em AT, porque na verdade não prevê, nem dispõe de clientes neste nível de tensão.

2.1.6 Extinção da TVCF de Iluminação Pública

A EEM, oportunamente, irá apresentar um programa de substituição de contadores associados às instalações de iluminação pública por forma a garantir a transferência de clientes para uma opção tarifária com descriminação horária.

No entanto, tendo em conta que o regime de exploração de uma instalação de iluminação pública é diferente das outras instalações que podem racionalizar e até evitar o consumo nas horas de ponta, atendendo ao sinal preço, entendemos que para as instalações de IP com potência superior a 20,7 kVA, cujo tarifário apenas prevê uma opção tarifária com três períodos horários, implicando, certamente, um acréscimo elevado e desproporcional de facturação, deve prever-se a introdução de uma opção tarifária com dois períodos horários. Por outro lado, adoptando a sugestão referida no ponto 2.1.3 - Harmonização de escalões e opções tarifárias nacionais na BTN, o termo de potência seria actualizado em função da procura de energia eléctrica, introduzindo um incentivo à utilização racional da energia, contribuindo para minimizar o impacto da extinção da tarifa de IP.

2.1.7 Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RA`s para as tarifas de Portugal

Atendendo ao processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, previsto no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que determinou que as TVCF das Regiões convergissem para as TVCF do Continente e não havendo

referencial de comparação com o Continente pela extinção destas tarifas em mercado liberalizado, a EEM concorda com a proposta da ERSE em considerar os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado, as variações das tarifas de acesso às redes e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas. No entanto, é de ponderar a periodicidade de revisão das TVCF nas RA's tendo em conta que as variáveis, anteriormente enunciadas, dependem do mercado, podendo ocorrer variações significativas que serão transmitidas apenas no início de cada ano aos clientes fornecidos em MT e BTE, provocando oscilações consideráveis nas suas facturas. Neste particular, sugere-se que a ERSE acompanhe a evolução dos preços médios ao longo do ano por forma a tomar a decisão mais adequada quanto à periodicidade de mudança de tarifa.

2.2 Metodologia de Regulação

2.2.1 Alteração da metodologia de regulação aplicável à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema ("AGS")

A presente proposta de alteração regulamentar aponta para uma alteração da metodologia de regulação da AGS, propondo a passagem de uma metodologia de custos aceites para uma regulação por incentivos.

Pese embora a EEM não considere que a co-existência de formas de regulação diferentes entre as suas actividades, tal como se vinha verificando desde a alteração regulamentar verificada em 2008, fosse potenciadora de distorções da estrutura de custos das actividades, concorda com o princípio de uniformização da metodologia de regulação entre as suas actividades.

No entanto, o apuramento dos proveitos permitidos decorrentes da adopção de uma metodologia de incentivos, assente no mecanismo de *Price-Cap* nos moldes em que este está a ser definido, encerra um conjunto de questões que a EEM pretende, salientar desde já:

- **Mecanismo de incentivos à aquisição eficiente de fuelóleo**

  Os custos de fuelóleo representam uma parcela significativa dos custos de produção de energia eléctrica nas Regiões Autónomas, justificando a pretensão da ERSE em conseguir ganhos de eficiência, tanto nos processos logísticos de transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo bem como na sua aquisição.

  Em 2010, a ERSE solicitou a realização do estudo "Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira", para aferir e analisar a razoabilidade dos custos de aquisição desta matéria-prima nas Regiões Autónomas, tendo em vista a definição de metas de eficiência a aplicar a esta actividade. De acordo com as conclusões do relatório final do estudo realizado pela KEMA, e no que se refere à EEM, importa salientar:

  - ✓ Tendo em consideração a escala e o volume de compras de fuelóleo da EEM, o contrato celebrado entre a EEM e a GALP, afigura-se como o mais adequado e que melhor salvaguarda a qualidade e a performance do produto entregue, a garantia e a fiabilidade na sua entrega e ainda o melhor preço de mercado;

- ✓ O contrato de aquisição de fuelóleo, firmado entre a GALP e a EEM, apresenta uma estrutura simples, transparente e em que o mercado de referência está claramente definido;

- ✓ O contrato garante também a existência de uma reserva estratégica e que é sempre necessária e essencial existir para fazer face a uma qualquer emergência que se venha a colocar;

- ✓ O futuro contrato deverá assegurar a manutenção de todos os requisitos anteriormente referidos mas também deverá continuar a prever que o fornecedor será responsável por eventuais problemas e custos relacionados com a entrega ou falhas na entrega;

- ✓ A fixação de custos referentes a processos logísticos de transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo, tal como a prevista no contrato existente, é considerada o melhor cenário;

- ✓ O mercado de referência actualmente previsto, o *Platts NW Europe CIF*, é considerado uma escolha acertada na medida em que nenhum outro mercado apresenta um benefício sustentado e estável ao nível do preço praticado;

- ✓ Não existe evidência de que a compra de fuelóleo em mercado de futuros por contrapartida da compra em mercado à vista (tal como a que se verifica actualmente) se viesse a traduzir numa vantagem económica e da qual resultasse a obtenção de ganhos para a EEM e, consequentemente, para o Sistema Eléctrico Nacional;

- ✓ A opção de efectuar a escolha do fornecedor através de um Concurso Público foi considerada a mais transparente e adequada para uma empresa regulada como a EEM. Este concurso deverá abranger um número de fornecedores e de *players* do mercado vasto e representativo, mas tendo sempre em linha de conta que esses fornecedores terão de assegurar um nível de experiência e apresentar uma reputação comprovada, quer no que se refere à fiabilidade e garantia de entrega de fuelóleo de qualidade, quer no que respeite à capacidade de resposta a contratos de entrega de médio/longo prazo.

Assim, embora a pretensão da ERSE de obter ganhos de eficiência na aquisição de fuelóleo seja legítima, não deve, em qualquer circunstância, colocar em causa a aceitação de custos de aquisição de fuelóleo que sejam, comprovadamente, considerados eficientes, tais como os que têm vindo a ser apresentados pela EEM, tal como se pode aferir das conclusões do estudo realizado pela KEMA.

Como é do conhecimento da ERSE, a EEM está a preparar o lançamento de um novo concurso para aquisição de fuel, sob consultadoria da KEMA, esperando que os custos que resultarem deste procedimento venham a ser totalmente aceites pela ERSE. A EEM entende ainda que, no âmbito da contratação pública a que está vinculada, não há forma mais transparente e competitiva que o lançamento de um concurso público para a aquisição desta matéria-prima. Caso a ERSE entenda que este processo de aquisição não é o mais adequado ou que pode ainda ser melhorado, a EEM coloca-se, desde já, totalmente à disposição da Entidade Reguladora para adiar o lançamento do referido concurso no

sentido de acolher e adoptar todas as orientações práticas que a ERSE venha a apresentar com o objectivo de reduzir o peso que este custo tem no Sistema Eléctrico Nacional.

- **Custos com a aquisição de energia a terceiros**

Os custos com a aquisição de energia a terceiros, têm vindo a assumir um peso crescente no total de custos da AGS. Este facto decorre da estratégia de política energética seguida na Região Autónoma da Madeira (à semelhança de Portugal Continental), visando a sustentabilidade económica e ambiental e o combate às alterações climáticas, em que o recurso a fontes de produção de energia limpa e renovável ocupa um lugar de cada vez maior destaque.

Na RAM, para além dos produtores independentes, que se assemelham à Produção em Regime Especial do continente, existe também um produtor vinculado com tecnologia de produção convencional (*Atlantic Islands Electricity* (Madeira), S.A. – "AIE") que fornece energia eléctrica à EEM.

Os produtores independentes da RAM desenvolvem a sua actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, em total consonância com o enquadramento legal existente em Portugal continental, nomeadamente no que se refere ao tarifário aplicável às vendas à rede de energia eléctrica das suas instalações, estando o preço praticado regulamentado e estabelecido por diploma legal.

Por seu lado, as condições de aquisição de energia eléctrica ao produtor vinculado com tecnologia de produção convencional – AIE –, foram estabelecidas previamente, existindo um contrato de aquisição de energia (CAE) celebrado entre as partes, o qual é de pleno conhecimento da ERSE.

Perante a proposta da ERSE de realização de um estudo de monitorização dos custos unitários de aquisição de energia a produtores independentes, a EEM está totalmente disponível para fornecer toda a informação que se venha a revelar necessária, à semelhança do verificado aquando da realização do estudo da KEMA.

- **Custos Operacionais de Exploração**

Embora a EEM concorde com o princípio de uniformização da metodologia de regulação entre as suas actividades, a extensão de uma regulação por incentivos à AGS, recorrendo para esse efeito a um mecanismo de *Price-Cap*, encerra um conjunto complexo de questões para as quais, desde logo, gostaríamos alertar, nomeadamente:

- ✓ De acordo com o artigo 94º, os custos com combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com fuelóleo), ou seja, os custos com gasóleo, óleo, amónia e outros combustíveis, estavam expressamente incluídos nos Custos de Exploração. Na proposta de revisão do Regulamento Tarifário não existe uma menção clara a esses custos nem ao tratamento que lhes será prestado. No nosso entender, estes custos deveriam ter um tratamento semelhante aos custos com fuelóleo, sendo considerados custos não controláveis, aliás, à semelhança do que se tem, efectivamente, verificado. Estes custos estão sujeitos a fortes variações de ano para ano, sem que tal facto resulte de quaisquer medidas

de gestão implementadas pela EEM, na medida em que dependem directamente da produção de energia que for necessária num determinado ano, para fazer face ao consumo e às necessidades que não sejam supridas por energia eléctrica adquirida a terceiros, bem como à oscilação do seu preço nos mercados internacionais, valorizações cambiais e outros factores sobre os quais a EEM não tem qualquer controlo. Mesmo que seja pretensão da ERSE incluir estes custos na parcela referente aos "Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afectos à actividade de Aquisição e Gestão de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema", a EEM considera que a revisão em curso do Regulamento Tarifário deveria promover uma alteração da fórmula do artigo 94º, tendo em vista acomodar uma menção explícita, muito precisa, sobre estes custos, de tal maneira que possam ser objecto de tratamento autónomo (idêntico ao dispensado aos custos com fuelóleo), dada a sua natureza de custo não controlável;

- ✓ A aplicação de um mecanismo de *Price-Cap* nos moldes em que este nos é proposto, conduz, desde logo, ao complexo processo de definição das parcelas fixas e variáveis (e identificação dos indutores/*drivers* de custos de exploração a utilizar) bem como das respectivas metas de eficiência. No nosso entender, a complexidade subjacente a estas questões deveria merecer um tratamento semelhante ao referido para as actividades de Distribuição e Comercialização, conduzindo assim à realização de um estudo profundo e rigoroso. A EEM disponibiliza-se, desde já, a colaborar na realização desse mesmo estudo.

2.2.2 Melhoria da Metodologia de Aplicação do Price-Cap aplicável às actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica ("DEE" e "CEE")

O novo enquadramento regulatório, introduzido pela revisão do Regulamento Tarifário, em 2008, revelou-se extremamente penalizador para a EEM, tendo em conta o impacto dos parâmetros regulatórios fixados para o triénio 2009-2011, no que respeita à exequibilidade das metas de eficiência definidas, ao efeito da quebra de consumo e da inflação.

A fórmula de regulação da actividade de Distribuição de energia eléctrica apresentava uma dependência total à evolução do consumo. O apuramento dos proveitos permitidos baseado numa única parcela variável, que incluía os custos operacionais (*OPEX*) e os custos de investimento (*CAPEX*), tem-se vindo a revelar de todo desajustado, na medida em que a Distribuição é uma actividade de capital intensivo e os operadores de redes de distribuição apresentam uma estrutura de custos que reflecte, essencialmente, custos fixos relacionados com as infra-estruturas, colocando em risco a sustentabilidade dos proveitos desta actividade.

No que se refere à Comercialização, o anterior modelo regulatório conduziu a que a CEE, apresentasse resultados operacionais negativos, em 2009 e 2010.

Assim, apesar da definição dos parâmetros e dos factores de eficiência para o período regulatório 2009-2011, ter por objectivo a obtenção de ganhos de eficiência de 1% nos custos controláveis, quer na actividade da DEE quer na CEE, uma vez que os proveitos permitidos variavam na sua totalidade em função dos *drivers* de custos definidos (consumo de electricidade na DEE, e

clientes na CEE) e os parâmetros estabelecidos terem por base estimativas de consumo substancialmente superiores às que se têm efectivamente verificado, é nosso entendimento que a ERSE deveria ter procedido à revisão extraordinária do parâmetro de eficiência (X) para corrigir esta situação. É certo que o mecanismo de efeito de reposição de quantidades considerado pela ERSE no apuramento do ajustamento de 2009 a reflectir nas tarifas de 2011, atenuou esta situação, mas não promoveu a sua total e justa correcção.

Nesse sentido, apesar de a EEM concordar com o princípio da partilha do risco regulatório e com a implementação de metodologias de regulação que privilegiem a eficiência nas actividades da Distribuição e Comercialização, considera também essencial que os parâmetros e os factores em que o novo enquadramento regulatório venha a assentar, sejam os mais ajustados e adequados e que não venham a pôr em causa a operacionalidade dessas actividades, bem como o equilíbrio económico e financeiro da EEM. A EEM expressa a sua total disponibilidade para fornecer a informação, o acompanhamento e o apoio que se venham a entender necessários à realização dos estudos propostos pela ERSE, tendo em vista a definição e identificação das proporções das componentes de custos fixos e variáveis, a identificação dos indutores/*drivers* dos custos incluídos na componente variável, a definição das metas de eficiência a aplicar e ainda a avaliação da aderência entre os níveis de custos de Comercialização de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.

Neste enquadramento, a EEM sugere que a fórmula de regulação traduza o grau de eficiência que a ERSE, após consulta dos agentes de mercado, entenda como razoável e exequível de alcançar no período regulatório, ou seja, que drivers de custos (número de consumidores, quantidades consumidas e inflação) sejam anualmente actualizados no sentido de limitar, por divergências de estimativa, os desvios na exigência de eficiência que a ERSE entende impor aos operadores regulados. Se assim fosse, no período de regulação que agora finda, a EEM não seria tão prejudicada quanto está a ser, por sobrestimação dessas variáveis ou, tão beneficiada quanto poderia ter sido caso as tivesse subestimado.

Importa realçar, que esta proposta, estando em consonância com o espírito da regulação, ou seja, permitindo que ganhos/perdas de eficiência adicionais sejam absorvidos pelas empresas, evita situações como as que se verificam actualmente, que muito têm vindo a prejudicar a EEM, pese embora os mecanismos que a ERSE, em boa hora, entendeu tomar para mitigar os efeitos desta situação.

3. Regulamento das Relações Comerciais

Os comentários indicados no capítulo anterior também se estendem, na parte aplicável, ao Regulamento das Relações Comerciais.

Não estando, a EEM a operar em regime de mercado, grande parte das alterações propostas não têm aplicação na RAM.

4. Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

Relativamente à proposta de revisão do RARI, nada temos a obstar.